

提升电网运行的交直流系统协调控制策略研究

陈汉雄¹, 李婷², 李奥²

(1. 四川电力设计咨询有限责任公司, 四川 成都 610016; 2. 国网四川省经济技术研究院, 四川 成都 610041)

摘要: 四川西部电网建设有多回水电送出 500 kV 交流输电通道, 大容量水电送出通道严重故障方式下电网交流系统可能出现一定的低频运行风险。为改善川西交流电网严重故障方式下系统全网暂稳水平及帮助恢复交流系统频率, 提出了提升电网运行性能的交直流系统协调控制策略。该策略具体包括: 4 回 ± 800 kV 特高压直流输电系统利用直流功率调制功能与交流系统间实现协调控制; 协调控制目标效果; 不同故障点交直流协调控制模式的选择(分散/集中两种协调控制模式); 直流调制功率释放转移至交流电网后, 其对交流电网热稳安全与电网经济性运行的影响分析。所提特高压直流输电系统与交流电网间的协调控制策略, 可作为帮助分析研究交直流混联系统电网运行状况与提升电网安全经济运行水平举措的技术参考。

关键词: 电力系统; 低频; 特高压直流输电; 直流功率调制; 交直流协调控制

Study on AC/DC system coordinated control strategy for grid operation performance enhancement

CHEN Hanxiong¹, LI Ting², LI Ao²

(1. POWER CHINA Sichuan Electric Power Engineering Co., Ltd., Chengdu 610016, China;

2. State Grid Sichuan Economic Research Institute, Chengdu 610041, China)

Abstract: The hydropower which sends out corridors in the Sichuan west provincial grid consists of multi-circuit 500 kV AC transmission lines. The AC system of the Sichuan grid bears the low frequency operational risk when serious faults occur on large capacity AC system transmission corridors. To promote Sichuan grid transient stability and help to recover AC system frequency, a study is performed on the AC/DC system coordinated control strategy to improve Sichuan grid operation performance. The coordinated control strategy includes: 4 circuit ± 800 kV UHVDC to obtain coordinated control with the AC system using a DC power modulation function. This provides the desired outcome of coordinated control, optional modes of coordinated control for different fault locations (distributed/centralized control modes), an analysis of the influence on AC grid heat stability security and grid operation economical efficiency when UHVDC DC modulation power transferred to the AC system. The AC/DC system coordinated control strategy introduced by this paper can help to analyze the AC/DC system operating condition of a AC/DC co-existent grid and be regarded as the technological measure reference for grid security and economical operation enhancement.

This work is supported by the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. SGSCJY00GHJS1800026).

Key words: power system; low frequency; UHVDC; DC power modulation; AC/DC coordinated control

0 引言

随着 2019 年初渝鄂背靠背直流输电工程建成投运, 且同时断开重庆与湖北电网(隶属华中电网)间的 500 kV 交流输电线路, 四川、重庆、西藏电网

构建形成西南电网, 西南电网以四川电网为主体。

西南电网自构建形成独立同步电网后, 原交直流主干电网的强直弱交系统运行方式发生改变, 原电压失稳、区域电网功角稳定问题逐步消失, 主网暂态稳定特性整体上有所改善及改变^[1]。四川西部电网建设有多回水电送出 500 kV 交流输电通道。丰水期若其中某一大容量水电送出 500 kV 输电线路发生 $N-2$ 严重故障而导致送电中断情况下, 电网交

流系统可能会出现一定程度的低频运行风险。

“十四五”初(约 2021 年), 国网川西共规划(包括现投运 3 回) 4 回 ± 800 kV 特高压直流输电工程^[2](向家坝—上海、锦屏—苏南、溪洛渡—浙西、雅中), 每回特高压直流输电系统均有直流功率调制功能^[3-6]。利用特高压直流输电系统的直流功率调制功能可以有效提高与改善交直流混合全系统的暂态稳定性能, 文献[7-13]在全系统主干电网的外送出口交直流输电线路发生 $N-1$ 或 $N-2$ 故障方式下, 利用健全非故障特高压直流系统的直流功率调制功能及过负荷能力改善全系统暂态稳定水平; 文献[14-20]对交直流电网运行特性、控制以及特高压直流对交流电网影响等方面做了研究分析; 文献[21-22]考虑利用直流功率调制改善交流系统阻尼特性; 文献[23]提出了基于直流协调功率紧急调制、切机切负荷与局部电网解列的量化控制性能指标的在线策略优化集群算法; 文献[24]提出了基于暂态动能改善和控制灵敏度的多稳定问题矩阵式量化评价指标与方法。

利用国网川西多回特高压直流输电系统的直流功率调制功能是应对解决现西南电网可能出现的低频运行风险问题的有效措施之一。该措施可实现改善全系统交直流暂态稳定水平(适当降低直流输电功率以补偿交流系统有功缺额, 从而有助于恢复全系统频率回升与系统暂态稳定); 但国网川西 4 回特高压参与与交流系统间的协调控制, 一方面具体实

施策略方法需要确认与优化, 主要包括协调控制的效果目标与协调控制模式选择; 另一方面, 大容量直流调制功率转移释放至交流电网后, 其可能对交流电网沿线热稳安全与电网运行经济性的影响水平亦需认识评估。

鉴于此, 为应对现四川电网可能出现的低频运行风险问题, 本文利用国网川西多回特高压直流输电系统的直流功率调制功能, 提出了提升电网运行性能(改善四川电网严重故障方式下的暂稳水平, 帮助恢复交流系统频率)的交直流系统间协调控制策略。

1 川电出口多回交直流输电线路规划简介

1.1 “十四五”初川电东输电网规划简介

四川电网的负荷水平与电源装机总量占全西南电网的比重较大, 2021 年四川电网负荷水平与装机总量占全西南电网的比例分别达到约 65%、79%(根据最新电网规划, 2021 年四川电网的负荷水平达到约 53.3 GW, 电源装机总量达到约 117.5 GW)。以四川电网为主的西南电网基本保持了川渝电网的特点: 四川西部为主要清洁能源水电的送出基地, 四川丰富的清洁能源在满足本省电力负荷需求的同时, 借助现有及规划高压直流输电线路外送区外电网(华东电网、西北电网与华中电网)。根据电网规划, “十四五”初(2021 年)川电出口 500 kV 及以上多回交直流输电线路送电方向示意图如图 1 所示。

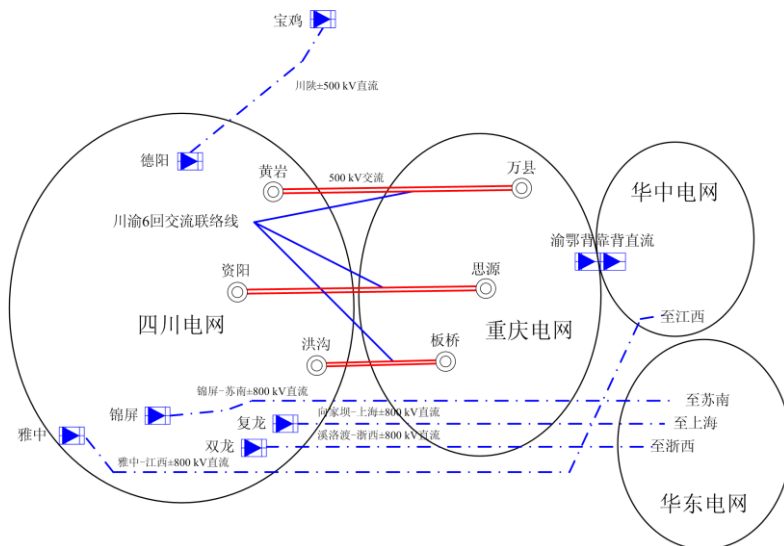


图 1 “十四五”初川电出口交直流输电线路送电方向示意图

Fig. 1 Schematic diagram of AC/DC transmission lines direction for Sichuan electricity export in 2021

1.2 “十四五”初国网川西 4 回特高压直流工程简介

根据最新四川电网规划: “十四五”初(2021 年)丰水期川电通过 4 回 ± 800 kV 特高压直流外送区外

电网(华东与华中电网)总容量为 25.6 GW。2021 年四川电网 4 回规划(包括现已投运 3 回与 1 回雅中单极投运直流)特高压直流外送电总容量见表 1。

表 1 2021 年四川 4 回规划特高压直流外送电总容量

Table 1 Planning in 2021 of total 4 circuit UHVDC power export capacity in Sichuan grid

直流工程	外送容量/GW
向家坝—上海±800 kV 直流	6.4
锦屏—苏南±800 kV 直流	7.2
溪洛渡—浙西±800 kV 直流	8
雅中—江西±800 kV 直流(单极)	4
合计	25.6

2 电网交流系统低频运行风险分析

2.1 电网交流系统低频运行风险

四川电网西部分布有众多大中型水电送出输电通道, 丰水期若其中一回较大水电容量送出通道发生 $N-2$ 输电线路严重故障, 在系统备用容量不能迅速有效补充电力情况下, 因系统较大有功电力缺额, 电网交流系统存在一定程度低频问题(详见表 2 计

算结果)。根据表 2 计算结果, 2021 年丰大方式下有 5 条水电送出通道发生严重故障后, 交流系统的频差 Δf 绝对值 ≥ 0.2 Hz。

2.2 四川电网西部主要水电交流送出通道

四川电网的西部为众多各大中小型水电站逐级汇集升压的 500 kV 清洁能源送出通道电网, 每年丰水期均有大量清洁能源(以水电为主体)经川西 500 kV 交流输电线路送往四川 500 kV 主干电网, 以满足本省电力负荷需求及参与川电规模外输。

四川西部水电送出通道(自北向南)主要有: 阿坝色尔古水电送出通道、甘孜康定水电送出通道、石棉雅安水电送出通道、甘南及凉山州水电送出通道、攀西水电送出通道、大型水电站水电送出通道(瀑布沟、大岗山、锦屏、官地水电、向家坝及溪洛渡水电送出通道)等; 其中川西部分水电送出 500 kV 交流输电方案如图 2 所示。

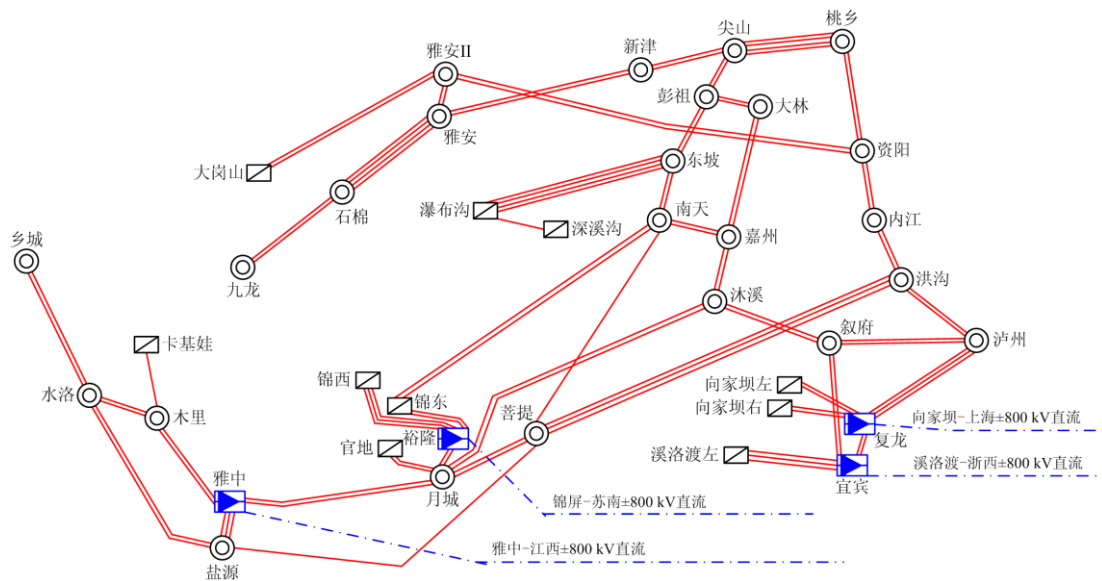


图 2 川西部分水电送出 500 kV 交流输电方案

Fig. 2 Planning of partial AC 500 kV hydropower export transmission lines connection scheme in Sichuan grid

根据四川电网规划, 2021 年丰水期作为一独立水电送出通道(单回/双回线路同杆并架)且送电容量在 1 GW 及以上(故障前潮流)的 500 kV 交流输电线路, 丰大方式下发生送出通道严重故障 $N-1$ (三相短路故障)或 $N-2$ (同塔双回线路异名相故障/双回线同时三相短路故障)送电中断后, 系统频率恢复的暂稳计算结果如表 2 所示。

由表 2 计算结果可知:

1) 大型水电站送出通道(大岗山、官地水电、向家坝水电站)在发生输电线路 $N-2$ 严重故障方式而导致送电中断情况下, 此时全系统均出现不同程度

表 2 2021 年川西水电送出 500 kV 交流线路暂稳计算

Table 2 Transient stable calculation of west Sichuan Grid's AC 500 kV hydropower output transmission lines in 2021

500 kV 线路名称	故障前潮流/ MW	系统暂 稳状况	故障后系统恢 复频率差/Hz
九龙—石棉双回线路	2×735	稳定	-0.2
乡城—水洛双回线路	2×570	稳定	-0.16
卡基娃—木里单回线路	1×1070	稳定	-0.16
官地—月城双回线路	2×1200	稳定	-0.34
大岗山—雅安双回线路	2×1300	稳定	-0.36
向家坝左—复龙双回线路	2×1600	稳定	-0.39
向家坝右—复龙双回线路	2×1600	稳定	-0.4

的低频问题。

2) 故障前送电通道输电容量越大则故障后全系统低频数值相对更低;其中向家坝左—复龙双回线路因送电容量大(3 200 MW),当遭遇交流线路 $N-2$ 严重故障方式,全网故障恢复后系统恢复频率差接近及达到约-0.4 Hz。

3 直流功率调制改善系统暂态稳定性分析

3.1 直流功率调制基本原理

截至 2021 年,四川电网内共有 4 回 ± 800 kV 特高压直流输电工程、1 回德宝 ± 500 kV 直流输电工程,利用多回高压直流输电系统中的直流功率调制功能可以改善系统暂态稳定水平。

直流功率调制的基本作用原理为:将一个直流功率调制器附加于高压直流输电系统的控制单元中,当系统遭受事故扰动后,令直流输电系统对于故障系统中的过剩功率或功率缺额进行快速吸收或补偿,进行紧急功率支援,同时兼阻尼系统振荡。

在无穷大系统内某交流线路故障后若出现有功缺额,通过降低直流输电功率快速补偿系统有功从而可改善系统整体暂稳性能(包括有助于系统频率恢复)。

3.2 四川电网多回 ± 800 kV 特高压直流输电改善交流系统暂稳的直流功率调制

四川电网内的 4 回 ± 800 kV 特高压直流输电工程具有额定送电容量大、且送端换流站附件均有大容量水电站接入近区电网的特点。

根据现已投运的 3 回直流 ± 800 kV 特高压(向家坝—上海、锦屏—苏南、雅中—江西)直流输电工程以及已完成科研评审的雅中—江西 ± 800 kV 直流输电工程,均具有直流功率调制功能及暂态/短时过负荷能力。

在交流系统事故扰动而导致全网出现低频问题后,利用 4 回 ± 800 kV 特高压直流输电工程的直流功率调制功能是改善系统暂稳状况的有效措施。

4 改善电网运行的交直流系统协调控制策略

4.1 四川电网特高压直流与交流系统间协调控制的技术要点

为应对四川西部 500 kV 电网在交流输电线路遭遇严重故障方式下可能出现的低频运行风险问题,进一步提升全网交流系统整体暂稳水平(帮助恢复及提升交流系统频率),“十四五”初期四川电网利用 4 回/或 1 回 ± 800 kV 直流输电工程的直流功率调制功能与交流系统间实现协调控制,是可行且明确的;但在具体实施策略方法上,仍有如下几方面

技术要点需要考虑与关注:(1)启动国网川西 4 回特高压直流输电系统参与与交流电网的协调控制的技术门槛阈值设定与效果目标;(2)川西 4 回特高压直流输电系统是统一采用多回直流分散协调控制、亦或是根据事故点电网具体状况而考虑集中于某 1 回直流协调控制配合;(3)国网川西 4 回特高压直流输电系统参与与交流电网的协调控制后,理论上为恢复交流系统较低频率实现无差调节而存在相对较大的多回直流调制功率总量 $\sum \Delta P_{DC}$;一方面,较大的直流功率总量释放转移至交流电网后仍需对部分较重交流输电线路的热稳安全进行计算分析评估;另一方面,不同协调控制方案下反映交流电网潮流分布网损差的电网运行经济性亦需要计及与考虑。

4.2 四川电网特高压直流与交流系统间协调控制的效果目标

川西大容量水电送出交流通道发生 $N-1$ 或 $N-2$ 故障方式下出现送电中断后,此时全网交流系统存在不同程度的频率运行风险问题。

1) 本文参鉴国家标准与四川电网实际运行状况,启动国网川西 4 回特高压直流输电系统参与与交流电网的协调控制的技术门槛阈值设定,具体为:川西某一大容量水电送出通道发生 $N-1/N-2$ 故障方式下出现送电中断后而导致交流系统出现低频风险,若交流系统频率下降幅度较大(频差 Δf 绝对值 ≥ 0.2 Hz),则可考虑启动国网川西 4 回特高压直流输电系统参与与交流电网的协调控制。

2) 为尽量恢复系统频率至理想值(频差 Δf 为零),本文考虑参与改善全网暂稳水平恢复频率的多回/或 1 回川西特高压直流的直流功率调制总量的效果目标为实现系统频率无差调节。

川西 4 回/或 1 回特高压直流输电系统参与与交流系统的协调控制实际上为补偿全网因交流系统故障后所损失的部分有功缺额;显然川西 4 回/或 1 回特高压直流调制功率总量 $\sum \Delta P_{DC}$ 越接近交流系统故障后所损失的有功量,则系统频率恢复效果越好(实现频率无差调节为理想情况),则相应国网川西 4 回/或 1 回特高压直流调制功率总量 $\sum \Delta P_{DC}$ 需要与某一水电送出输电线路故障前注入四川电网的输电容量基本或完全保持匹配一致,即 $\sum \Delta P_{DC}$ (直流调制功率总量)接近或等于 P_{ac-hp} (故障前水电送出输电线路注入四川主网有功量),因此 $\sum \Delta P_{DC}$ 数值大小取决于某一水电送出输电线路故障前输电容量的 P_{ac-hp} 。

4.3 四川电网特高压直流与交流系统间协调控制后的电网运行适应性与经济性分析

九龙—石棉(双回)、官地—月城(双回)、大岗山

—雅安(双回)线路、向家坝左—复龙(双回)、向家坝右—复龙(双回) 500 kV 线路因输送容量较大,若通道发生 $N-2$ 故障而导致送电中断后,出现全网交流系统频差大于或等于 -0.2 Hz 的低频风险,因此为恢复系统频率实现无差调节,则川西 4 回/或 1 回特高压直流调制功率总量 $\sum \Delta P_{DC}$ 亦需相应按照 1 400~3 200 MW(故障前水电通道输送容量)控制;该容量 $\sum \Delta P_{DC}$ 必经相邻交流输电线路流入川西南电网。

由于 $\sum \Delta P_{DC}$ 总量较大,有可能会对潮流流经沿线的某一交流电网输电线路的热稳安全产生一定影响,影响的大小主要取决于新增转移直流容量大小、沿线交流线路本身负载率及线径大小。这里引用文献[17]中直流功率转移电网安全影响因子 F_{DCPTIF} (F_{DCPTIF} 表征直流功率转移至交流电网后对电网安全稳定运行的影响水平), F_{DCPTIF} 的计算公式为

$$F_{DCPTIF} = (\Delta P_{DCT} / S_{ac}) \cdot (P_{ac} / P_{ac-max}) \cdot c_1 \quad (1)$$

式中: F_{DCPTIF} 为直流功率转移影响因子; ΔP_{DCT} 为各交流通道断面承载的新增转移直流功率; S_{ac} 为各交流通道两侧站点交流母线短路容量; P_{ac} 为各交流通道线路实际输送功率; P_{ac-max} 为各交流通道线路持续极限输送功率; c_1 为便于结果辨识而引入的放大系数。

另外,由于参与配合的 4 回直流送端侧换流站处于四川电网的不同电网节点上,即使为实现系统无差调节而需保持直流功率调制总量 $\sum \Delta P_{DC}$ 一定的条件下,不同的协调控制策略下所对应的几回直流系统释放至交流电网的紧急支援功率将直接影响近区乃至更大区域的交流电网潮流分布,不同协调控制方案下交流电网潮流分布可能差别较大,相应引起的交流电网网损差别亦较大;鉴于交流电网某一水电送出通道发生严重故障后再恢复送电仍需要相当一段时间,因此,为节省电网运行网损尽量提高电网运行经济性,有必要将直流协调控制后的电网运行经济性作为一项指标纳入考虑。为反映不同协调控制配置方案对交流电网运行经济性(网损值)的影响差异,本文定义直流功率调制交流系统网损比因子 F_{PLRF} (AC power loss ratio factor of DC power modulation), F_{PLRF} 计算公式为

$$F_{PLRF} = (\Delta P_L / \sum \Delta P_{DC}) \cdot c_2 \quad (2)$$

式中: F_{PLRF} 为直流功率调制交流系统网损比因子; ΔP_L 为交流系统全网有功网损增量; $\sum \Delta P_{DC}$ 为多回直流功率调节总量; c_2 为便于结果辨识而引入的放大系数。

F_{DCPTIF} 、 F_{PLRF} 数值的大小,反映了直流调制功率流入交流电网后其对交流电网潮流分布重新改变而造成的电网热稳安全与电网经济性运行两方面的影响程度。

4.4 四川电网特高压直流与交流系统间协调控制策略分析研究

4.4.1 特高压直流与交流系统间采用集中/分散两种协调控制策略模式合理性分析

四川电网特高压直流与交流系统间实现协调控制模式后,为补偿交流电网故障断点处有功缺额,必将有较大直流调制功率总量 $\sum \Delta P_{DC}$ 释放至交流电网而引起近区乃至更大范围内的潮流重新分布,进而对交流电网的热稳安全与经济性造成影响;直流调制功率总量 $\sum \Delta P_{DC}$ 对交流电网的影响程度均明显与潮流转移的电气距离范围、容量大小及分布状况有关,而此均涉及到如何合理选择特高压直流与交流系统间的协调控制策略模式。

四川交流电网在发生严重故障后,四川电网特高压直流与交流系统间若仅考虑采用单一的某一协调控制模式、但不能根据交流电网故障断点与换流站间电气距离远近而合理优化选择,则无论哪种协调控制模式(集中或分散),均将可能因某一不合理的非差异化协调控制策略而导致直流调制功率总量 $\sum \Delta P_{DC}$ 在交流电网内更大范围潮流转移、潮流分布严重不均且增加较多交流网损,对交流电网热稳安全与电网运行经济性造成相当影响。为此,在明确特高压直流与交流系统间采用协调控制可以有效帮助恢复交流系统频率功能的同时,为降低单一的协调控制模式可能对交流电网的热稳安全与经济性造成影响,需要根据交流电网故障断点与换流站间电气距离远近的电网状况而合理优化选择与之相适应的特高压直流与交流系统间协调控制模式策略(集中或分散)。

川西南水电送出的多回 500 kV 交流通道,无论其本身输电容量还是其与国网川西多回特高压送端侧换流站电气距离远近均存在相当的差异性。若交流电网故障断点与某一换流站间电气距离近,则特高压直流与交流系统间协调控制考虑选择集中模式策略更为合理,此可明显降低潮流转移范围与交流网损;但若交流电网故障断点与多个换流站间电气距离均相对较远,为同样尽可能降低交流电网潮流重新分布的不均与网损,则特高压直流与交流系统间采用分散协调控制模式策略相对更优且更为合理。

4.4.2 四川电网特高压直流与交流系统间协调控制电网边界条件

1) 以四川电网为主体的西南电网规划 2021 年丰水期大方式。

2) 2021 年国网川西 4 回特高压直流外送电总容量为 25.6 GW, 每回特高压直流外送电容量见表 1。

3) 华东电网均近似为一无穷大系统电网。

4.4.3 四川电网特高压直流与交流系统间协调控制主要方法和措施

1) 全网稳定扫描川西水电送出交流输电通道上相关 500 kV 输电线路在发生 $N-1$ (三相短路故障)或 $N-2$ (异名相故障或同时双回线路三相短路故障)故障方式下, 哪些交流断面存在电力中断, 而可能导致交流系统频率下降的相对薄弱点, 并通过仿真软件记录频率降低后的频差 Δf 大小。若某一水电送出交流输电线路在发生 $N-1$ 或 $N-2$ 故障后电力中断而导致交流系统频率下降幅度较大, 频差 $\Delta f \geq 0.2$ Hz, 即系统低频运行风险增加; 此种情况下, 为降低全网交流系统低压运行风险、改善全系统暂稳水平与帮助系统频率恢复, 则启动川西 4 回或 1 回特高压直流输电系统参与与四川电网交流系统间的协调控制。

2) 针对某一具体水电送出交流输电线路在发生 $N-1$ 或 $N-2$ 故障后电力中断导致交流系统频率下降幅度较大从而频差 $\Delta f \geq 0.2$ Hz 的电网运行工况, 计算川西 4 回特高压直流各送端侧换流站与故障电网侧断点(即故障前水电送出输电线路接入四川主干电网的注入站点)之间的网络等值阻抗以初步判断两者间电气距离远近。

3) 若川西 4 回特高压直流各送端侧换流站与故障电网侧断点之间网络等值阻抗数值均大于零, 则顺应开展多回直流输电系统的分散协调控制策略, 具体如下:

为尽可能帮助全网在交流故障扰动后系统频率尽可能恢复到 50 Hz, 川西 4 回特高压直流输电系统均参与与交流电网的协调控制, 下调直流功率总量 $\sum \Delta P_{DC}$ 按照交流系统的有功损失量进行全补偿控制, 以实现系统频率无差调节, 其中

$$\sum \Delta P_{DC} = \Delta P_{DC1} + \dots + \Delta P_{DCi} + \Delta P_{DC4} \quad (3)$$

式中: ΔP_{DCi} 为第 i 回直流送端侧直流调制功率数值量; 约束条件为 $0 \leq \Delta P_{DCi} \leq P_{DN}/2$ (其中 P_{DN} 为直流额定功率)。

为提升实际电网运行调度控制策略效率, 避免

过于复杂而降低可靠性, 川西每回特高压直流进行功率调制的下调直流外送电容量 ΔP_{DCi} 均相等, 即 $\Delta P_{DC1} = \dots = \Delta P_{DCi} = \Delta P_{DC4}$ 。

4) 若川西 4 回特高压直流中的某 1 回直流送端侧换流站与故障电网侧断点间网络等值阻抗数值极小, 接近于零或等于零, 则顺应开展集中于某一回直流输电系统的协调控制策略, 具体如下:

以实现系统频率无差调节为目标, 仅确定某 1 回特高压直流(该回直流送端侧换流站与故障中断站点间等效转移阻抗接近于零或等于零)参与与西南电网交流系统间协调控制, 而其他 3 回无需参与。该 1 回直流功率调制量 ΔP_{DCi} 按照等于某一水电送出输电线路故障前输电容量确定。

5) 上述两种(集中或分散)协调控制策略模式在实际电网运用中是否为相对较优且更为合理, 显然需通过相关较为明确的技术指标核实验证; 本文中的 F_{DCPTIF} 与 F_{PLRF} 即为可直观反映直流功率调制总量释放转移至交流电网后对电网的热稳安全与经济性的两数值指标。

一方面, 作为反映直流调制功率对交流电网热稳安全影响水平的 F_{DCPTIF} 数值越小, 表明直流功率调制总量对交流电网热稳安全影响小、电网运行风险低; 反之, 若 F_{DCPTIF} 数值越大, 则表明交流电网热稳安全的风险相对增高; 另一方面, 作为反映直流调制功率对交流电网运行经济性影响水平的 F_{PLRF} 数值越小, 表明直流调制功率对交流电网潮流分布影响小; 反之, 若 F_{PLRF} 数值越大, 则表明直流调制功率对交流电网潮流分布影响大、新增交流网损相对较大。因此, F_{DCPTIF} 与 F_{PLRF} 是校核反映本文所提两种协调控制策略模式在实际电网运行中是否为合理较优的重要指标参数。一种合理的直流协调控制策略模式理论上及实际工程中对应的 F_{DCPTIF} 与 F_{PLRF} 均应为较低的数值水平, 表明直流调制功率总量流入交流电网后其对电网可能热稳及电网运行经济性影响水平均较低; 反之, 若 F_{DCPTIF} 与 F_{PLRF} 数值高, 即表明直流调制功率对四川电网热稳及运行经济性影响水平相对较大。

总之, 根据交流电网故障点与直流送端换流站间电气距离远近而采取相适应的集中或分散协调控制策略模式, 为进一步反映直流调制功率总量流入交流电网对四川电网热稳及电网运行经济性的影响水平, 均需开展 F_{DCPTIF} 与 F_{PLRF} 指标计算, 进一步决策与确认兼具技术性与经济性要求的相对较优川西交直流协调控制模式及配置方案。

4.5 四川电网特高压直流与交流系统间协调控制仿真计算分析

川西电网中某一大容量水电(断面输电容量约为 1450 MW 及以上)送出交流 500 kV 输电线路发生 $N-2$ (异名相故障/或两回线同时三相短路故障)而导致送电中断的严重故障后,川西南交流系统频率差 Δf 绝对值 ≥ 0.2 Hz,因此为帮助恢复交流系统频率,改善电网暂稳水平,展开对川西多回/1 回特高压直流输电系统参与与交流电网的协调控制配合的电网

表 3 送端换流站与故障网侧断点间网络等值阻抗

Table 3 Equivalent network impedances between UHVDC converter stations and fault site grid breakpoint

网络等值阻抗/p.u.	九龙—石棉(双回)	官地—月城(双回)	大岗山—雅安(双回)	向家坝左—复龙(双回)	向家坝右—复龙(双回)
	网侧断点: 石棉	网侧断点: 月城	网侧断点: 雅安	网侧断点: 复龙	网侧断点: 复龙
复龙	0.058	0.016	0.03	0	0
宜宾	0.059	0.016	0.031	0.000 6	0.000 6
裕隆	0.082	0.000 6	0.043	0.02	0.02
雅中	0.145	0.004	0.076	0.036	0.036

根据表 3 计算结果,若川西某一水电送出 500 kV 交流通道发生 $N-2$ 严重故障而导致送电中断后,川西 4 回特高压换流站与故障网侧断点间网络等值阻抗数值大小因等效电气距离远近而存在两类:(1)数值极小接近 0 或等于 0;(2)网络等值阻抗数值大于 0 且相对较大。

表 4 电网交直流协调控制策略及直流调制功率量

Table 4 AC/DC coordinated control strategy of Southwest Grid and the DC power modulation

500 kV 线路	故障前潮流/MW	换流站与网侧断点间最	协调控制策略	直流调制功率总量	故障后系统恢
		小网络等值阻抗 $x/ p.u.$		$\sum \Delta P_{DC}/MW$	复频率差/Hz
1) 九龙—石棉双回线路	2×730	0.058	分散	1 460(每回直流下调 365 MW)	0(暂稳)
2) 官地—月城双回线路	2×1 200	0.000 6	集中	2 400(仅锦苏直流参与)	0(暂稳)
3) 大岗山—雅安双回线路	2×1 300	0.03	分散	2 600(每回直流下调 650 MW)	0(暂稳)
4) 向家坝左—复龙双回线路	2×1 600	0	集中	3 200(仅向上直流参与)	0(暂稳)
5) 向家坝右—复龙双回线路	2×1 600	0	集中	3 200(仅向上直流参与)	0(暂稳)

注:故障类型均为 $N-2$ (同塔双回线异名相故障/双回线同时三相短路故障)。

根据表 4 计算结果可知:若川西某一大容量交流送电通道发生严重故障而出现交流系统低频问题时,国网川西 4 回特高压直流通过参与与交流电网的协调控制可以帮助恢复暂稳水平及交流系统频率;而在协调控制策略上则根据 4 回直流特高压送端换流站与故障网侧断点间的网络等值阻抗大小,而采用分散与集中两种协调控制模式。

表 4 中,3)大岗山—雅安双回线路 $N-2$ 电网故障方式、4)向家坝左—复龙双回线路 $N-2$ 电网故障方式下,交直流系统所采用的两种不同协调控制策略(分散/集中)各具代表性且直流调制功率总量 $\sum \Delta P_{DC}$ 均为最大;因此这里选取上述两种不同工况下四川电网交流系统频率及部分交直流输电线路有

暂稳及相关电气计算。

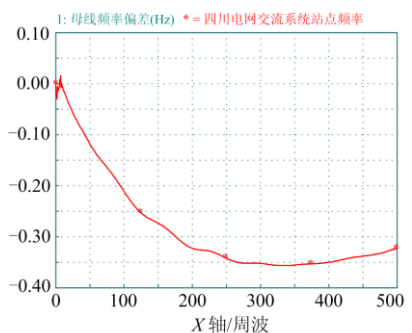
4.5.1 特高压换流站与故障网侧断点间网络等值阻抗数值

川西电网中九龙—石棉(双回)、官地—月城(双回)、大岗山—雅安(双回)、向家坝左—复龙(双回)、向家坝右—复龙(双回)等水电送出通道 500 kV 线路各自独立发生 $N-2$ 严重故障方式后,川西 4 回直流特高压送端侧换流站与故障网侧断点之间的网络等值阻抗计算如表 3 所示。

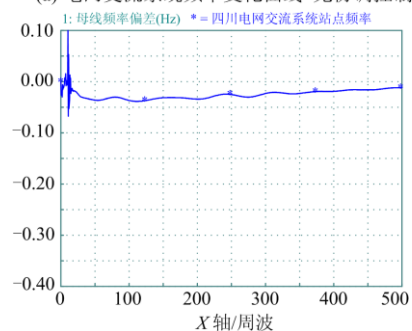
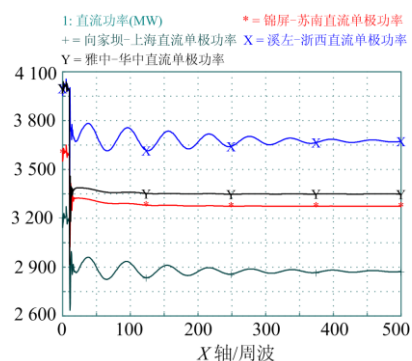
4.5.2 川西多回/1 回特高压直流输电系统参与与交流系统协调控制策略

确定 4 回特高压直流输电系统参与与交流系统协调控制策略方案,西南电网交直流协调控制策略、直流调制功率量及全网暂稳计算结果如表 4 所示。

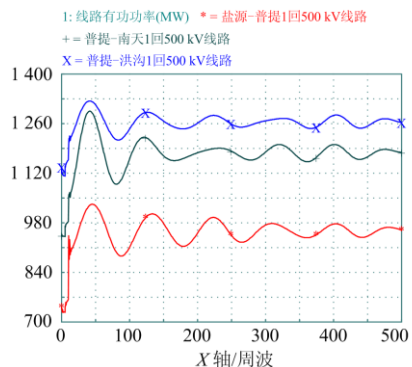
功变化的暂稳仿真曲线(如图 3、图 4 所示)作为图例。其中图 3(a)—图 3(d)暂稳曲线分别为大岗山—雅安双回线路 $N-2$ 电网故障方式下,交直流系统无协调控制策略(a)、以及采用分散协调控制策略后四川全网交流系统频率变化曲线(b)、川西特高压直流有功变化曲线(c)、直流转移至交流电网后沿线交流输电线路有功变化曲线(d);其中图 4(a)—图 4(d)暂稳曲线分别为向家坝左—复龙双回线路 $N-2$ 电网故障方式下,交直流系统无协调控制策略(a)、以及采用集中协调控制策略后四川全网交流系统频率变化曲线(b)、川西特高压直流有功变化曲线(c)、1 回近区 500 kV 交流输电线路有功变化曲线(d)。



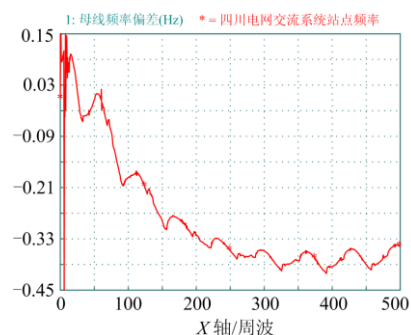
(a) 电网交流系统频率变化曲线-无协调控制

(b) 电网交流系统频率变化曲线-
采用分散交直流协调控制后

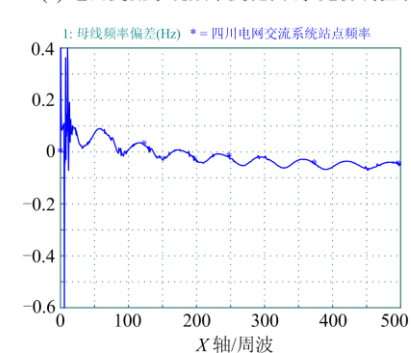
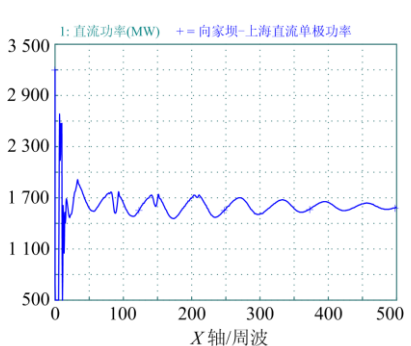
(c) 国网川西4回特高压直流功率变化曲线



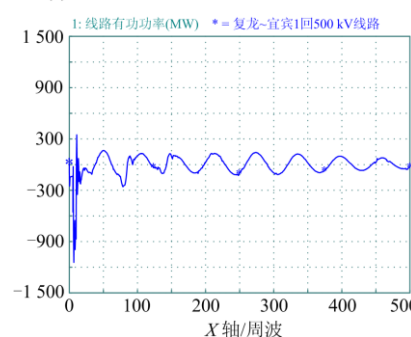
(d) 四川电网部分500 kV交流线路有功变化曲线

图3 四川电网交流系统频率及交直流线路有功变化曲线
(大岗山—雅安双回线路N-2电网故障方式下)Fig. 3 AC system frequency and AC/DC lines active power of
Sichuan grid changing curve (Dagangshan—Ya'an under
2-circuit N-2 fault)

(a) 电网交流系统频率变化曲线-无协调控制

(b) 电网交流系统频率变化曲线-
采用集中交直流协调控制后

(c) 国网川西1回特高压直流功率变化曲线

(d) 四川电网1回500 kV交流线路
有功变化曲线图4 四川电网交流系统频率及交直流线路有功变化曲线
(向家坝左—复龙双回线路N-2电网故障方式下)Fig. 4 AC system frequency and AC/DC lines active power of
Sichuan grid changing curve (Xiangjiaba Zuo—Fulong
under 2-circuit N-2 fault)

4.5.3 国网川西多回/1 回交直流系统协调控制相关 $F_{\text{DCPTIF}}/F_{\text{PLRF}}$ 计算

国网川西 4 回特高压直流通过参与与交流电网的协调控制后, 为更有效地通过数值反映及表征直流功率调整量流入交流电网后可能对近区电网热稳

安全及电网运行经济性影响水平, 本小节对表 4 中所涉及的交直流协调控制后的川西部分相关交流输电线路的 F_{DCPTIF} 值计算如表 5 所示; 交直流协调控制后电网 F_{PLRF} 值计算如表 6 所示。

表 5 交直流协调控制后川西部分交流 500 kV 线路 F_{DCPTIF} 计算

Table 5 F_{DCPTIF} calculation result of part AC 500 kV transmission lines in west Sichuan grid after implement of AC/DC system coordinated control

近区交流 500 kV 线路名称	1. 九龙—石棉双回线路 $N-2$ 故障	2. 官地—月城双回线路 $N-2$ 故障	3. 大岗山—雅安双回线路 $N-2$ 故障	4. 向家坝左/右—复龙双回 线路 $N-2$ 故障
	直流调制功率 1 460 MW (4 回/每回直流下调 365 MW)	直流调制功率 2 400 MW (仅锦苏直流参与)	直流调制功率 2 600 MW (4 回/每回直流下调 650 MW)	直流调制功率 3 200 MW (仅向上直流参与)
锦东—南天(2)回	0.76	0.22	1.37	
盐源—普提(1)回	1.39		2.46	
月城—沐溪(2)回	0.91		1.64	
普提—南天(1)回	1.39		2.40	
普提—洪沟(3)回	1.05		1.89	
裕隆—月城(2)回		1.34		
叙府—宜宾(2)回				0

表 6 交直流协调控制后电网 F_{PLRF} 计算

Table 6 F_{PLRF} calculation result after implement of AC/DC system coordinated control

项目	1. 九龙—石棉双回线路 $N-2$ 故障	2. 官地—月城双回线路 $N-2$ 故障	3. 大岗山—雅安双回线路 $N-2$ 故障	4. 向家坝左/右—复龙 双回线路 $N-2$ 故障
	直流调制功率 1 460 MW (4 回/每回直流下调 365 MW)	直流调制功率 2 400 MW (仅锦苏直流参与)	直流调制功率 2 600 MW (4 回/每回直流下调 650 MW)	直流调制功率 3 200 MW (仅向上直流参与)
$F_{\text{DCPTIF-max}}$	1.39	1.34	2.46	0
F_{PLRF}	3.77	0.13	4.19	0

根据表 5、表 6 计算结果可知: 川西大容量水电送出交流通道发生 $N-2$ 严重故障时, 川西 4 回特高压直流输电系统根据送端换流站与故障网侧断点电气距离远近而采用分散与集中两种协调控制策略是对近区交流电网安全稳定与电网经济性运行影响均相对最小的两种合理且适合的协调控制模式。

(1) 一方面, 从反映直流调制功率释放转移至交流电网对近区电网热稳安全影响水平的 F_{DCPTIF} 数值大小考察: 九龙—石棉(双回)或大岗山—雅安(双回)线路 $N-2$ 故障方式下, 此时国网川西 4 回特高压直流均采用与交流系统的分散协调控制模式, 在确保有助于恢复交流系统频率的同时, 直流功率调制总量转移至近区交流电网后对相关 500 kV 交流线路热稳安全的影响均较小(F_{DCPTIF} 数值均较低且有相当安全裕度); 而官地—月城(双回)或向家坝左/右—复龙(双回)线路 $N-2$ 故障方式下, 此时仅采用川西 1 回特高压直流与交流系统的集中协调控制模

式, 直流功率调制总量转移至近区交流电网后对相关 500 kV 交流线路热稳安全的影响更小甚至基本无影响(F_{DCPTIF} 数值接近或等于 0)。

(2) 另一方面, 从反映直流调制功率释放至交流电网对电网运行经济性影响水平的 F_{PLRF} 数值大小考察: 九龙—石棉(双回)或大岗山—雅安(双回)线路 $N-2$ 故障方式下, 此时川西 4 回特高压直流均采用与交流系统的分散协调控制模式, 其对交流电网经济性的影响仍相对较小(直流功率调制网损比因子 F_{PLRF} 数值均较低); 而官地—月城(双回)或向家坝左/右—复龙(双回)线路 $N-2$ 故障方式下, 国网仅采用川西 1 回特高压直流与交流系统的集中协调控制模式, 直流功率调制网损比因子 F_{PLRF} 数值更小, 接近或等于 0, 说明此协调控制模式下, 直流功率调制总量虽大但却基本不增加交流电网网损。

(3) 综合兼顾直流调制功率对交流电网的电网热稳安全与运行经济性的 F_{DCPTIF} 、 F_{PLRF} 数值计算

结果表明:针对不同地点的交流线路严重故障方式下,国网川西特高压直流对应采用与之相适应的分散/集中两种协调控制模式是相对较优的合理协调控制模式,该合理协调控制模式在帮助改善交流系统暂稳性能及恢复交流系统频率助益的同时,其对交流电网无论是电网热稳安全或电网经济性运行的影响均相对很小。

4.6 交直流协调控制策略在实际工程中的应用实现分析

目前,西南电网现已安装配置多个安控系统,其中既包括现四川电网安控系统(主要为解决水电送出通道严重故障方式下所引起的系统暂稳、热稳问题),以及包括现投运的国网川西3回特高压直流配套安控系统(主要为解决直流换向失败及闭锁后的系统暂稳问题)(文献[1])。上述西南电网内交直流安控系统均以局部电网区域而非全网系统为保护设定及配置。

文献[25]根据现西南电网的安控系统配置现状,提出了以保护西南电网全系统安全稳定为目的、实现统筹全网交直流系统安控及资源条件而构建交直流协调控制系统的一可行技术构建方案。整个交直流协调控制系统主要由交直流协调控制总站、交流/直流控制主站、若干交流/直流控制子站组成。

结合文献[25]中交直流协调控制系统设计与应用成果,本文所提出的两种(分散/集中)交直流协调控制策略在实际工程中的技术应用及实现分析如下:

1) 集中式交直流协调控制模式

交流控制子站系统对重要水电送出通道上的核心站点相关信号信息(主要包括发电机转速、功角、交流频率、电压、有功、无功等电网运行工况)进行采集及监控。

换流站近区交流线路发生严重故障后:一方面,交流控制主站/子站系统通过对交流故障地点、故障类型、故障元件等识别判断及信息汇总处理,之后将相关信息(交流系统频率、有功损失缺额、核心枢纽站点母线电压水平、故障地点等)上传至交直流协控总站;另一方面,因交流线路故障发生在直流换流站近区,此时系统暂稳过程中换流站母线电压亦呈现明显的下降跌落及再恢复提升的变化特征,此信息亦将经交流/直流控制主站/子站系统一并发送至协控总站;协控总站作为全系统的“大脑”,在收到及汇集交流/直流控制主站相关信息后,经过系统软件判断处理及计算(其中包括对交流频率下降数值、换流站与故障断点的电气距离),其中若两重要的判断依据(频差 Δf 绝对值 ≥ 0.2 Hz,换流站与故障网侧断点间网络等值阻抗数值为0或极小至0)准

确清晰,则协控总站向直流控制主站下发启动集中交直流协调控制策略指令(包括经直流子站需执行的某一回直流功率回调的直流调制命令)。

在集中式交直流协调控制策略的安控系统执行过程中,该控制模式主要优点为:因交流线路故障发生在换流站近区,交流/直流控制主站以及协控总站系统对交流故障类型、故障元件、对损失有功功率缺额数值以及换流站与故障断点的电气距离等(网络等值阻抗数值基本为零)的识别判断快速准确,且同时协控总站对需执行直流控制子站的直流调制命令中的有功数值量亦相对精准;另由单一某一回直流输电系统执行直流功率调节对换流站近区交流电网的影响相对更小。该控制模式所需要考虑及面临的主要问题是:某一回直流输电系统为配合全系统频率恢复而执行回调降低直流外送功率的安控指令,因下调直流有功量相对较大,若某一运行工况下换流站所配置投运的容性无功设备不能相匹配的跟进迅速切除,换流站交流母线电压升高较快,此时交流场可能面临短时过电压运行风险;为避免上述问题出现,可考虑的解决措施为:将换流站内无功电压调节、直流有功调节等相关电网运行安稳策略统一纳入直流控制子站的稳控系统体系内。

2) 分散式交直流协调控制模式

对应川西某一水电送出交流通道若发生严重故障后,因交流故障点距离直流换流站电气距离相对较远,此时仅交流控制主站/子站系统采集及汇总相关交流故障信号信息并上传至交直流协控总站。协控总站在收到及汇集交流控制主站信息后,仍经过系统软件判断处理及计算,其中若交流系统频差 Δf 绝对值 ≥ 0.2 Hz、且换流站与故障网侧断点间网络等值阻抗数值相对较大,则协控总站向直流控制主站下发启动分散交直流协调控制策略指令(包括经多个直流子站需执行的直流功率回调的直流调制命令)。

在分散式交直流协调控制策略的安控系统执行过程中,该控制模式因涉及多个直流输电系统参与,每回直流所需参与回调的有功数值均相对不大或较小(相对集中式协调控制策略),无论是对换流站交流母线电压升高的影响还是对受端直流落点电网的有功减少的影响相对更小。该控制模式所需要考虑及面临挑战的主要问题是:一方面,多回直流配合下调直流功率无论是控制系统的同步性还是直流功率调制总额的精准度均相对有所降低;另一方面,因川西自北向南的水电送出通道数量较多,且每年实际水电送出电力亦在变化及增加,实际运行工况亦可能更多,无疑需设立配置更多交流控制主站/

子站系统, 所需配合的直流控制主站/子站系统亦需经常性对可能的直流调制命令进行更新; 同时亦对协控总站软件的数据处理及计算功能提出更高的要求; 因此整个交直流协控系统的软硬件设备及配套等投入较大。可考虑的解决措施为: 一方面, 对现有的可利用的四川电网交流安控系统、特高压直流配套安控系统进行部分升级改造; 另一方面对部分新建水电送出通道新增建设交流控制主站/子站系统, “十四五”初期全力构建可基本实现有助于提升西南/四川全网运行性能、抵御交流低频运行风险的统一交直流协控系统。

5 结论

根据现四川电网交流系统面临的可能低频运行风险问题, 提出了川西 4 回特高压参与交流系统的协调控制策略, 内容包括: 协调控制的效果目标; 多回特高压直流输电系统与交流系统间协调控制模式(分散/集中); 国网川西 4 回特高压直流输电系统参与交流电网的协调控制后, 直流调制功率释放转移至交流电网后其对交流电网热稳安全与电网经济性运行影响的两个数值指标(F_{DCPTIF} 、 F_{PLRF}); 另本文亦对交直流协调控制策略在实际工程中的应用实现进行了简要分析。理论分析与仿真计算结果表明, 川西水电送出交流通道 500 kV 输电线路发生严重故障方式下, 川西多回/1 回特高压直流输电系统参与交流电网的协调控制, 可实现帮助提升交流电网暂稳水平及恢复交流系统频率; 在此之上, 本文所提的多回特高压参与交流系统的协调控制策略: 针对不同地点的交流线路严重故障方式, 国网川西特高压直流对应采用与之相适应的分散/集中两种协调控制模式合理可行, 其对交流电网无论是电网热稳安全或电网经济性运行的影响更小。

目前, 电网安控系统所涉及的电网安稳策略计算研究中, 主要根据全网仿真计算结果而制定安稳策略、以策略表定值方式安装于稳控装置; 而未来区域交直流电网存在各种可能的复杂电网运行工况, 因此传统的电网稳控系统安稳策略表定值方式尚可能面临灵活变通性与实时精准度不够的问题。为提升交直流协控系统实时、灵活、精准的计算判断处理能力, 应对未来复杂多样的电网运行工况, 结合通信与计算机的最新技术应用成果, 如何根据实时汇集的各类电力信号及交互信息进行数据处理计算、根据电网运行工况及故障状况自适应灵活制定最佳合理的交直流协调控制策略、并实时精准下放相关技术指令是未来交直流电网稳控系统的安稳策略及系统设计应用研究的一重要研究方向。

参考文献

- [1] 国网四川省电力公司. 2020 年四川电网运行方式[R]. 成都: 四川省电力公司, 2020.
- [2] 国网四川省电力公司. 四川“十三五”电网发展规划总报告[R]. 成都: 国网四川省电力公司, 2015.
- [3] 中国电力工程顾问集团公司, 西南电力设计院. 金沙江一期送电华中、华东±800 kV 直流输电工程可行性研究报告[R]. 成都: 西南电力设计院, 2005.
- [4] 中国电力工程顾问集团公司, 西南电力设计院. 锦屏一、二级送电华东±800 kV 直流输电工程可行性研究报告[R]. 成都: 西南电力设计院, 2007.
- [5] 中国电力工程顾问集团公司, 西南电力设计院. 溪洛渡~浙西±800 kV 800 万 kW 直流输电工程可行性研究报告[R]. 成都: 西南电力设计院, 2011.
- [6] 国网北京经济技术研究院, 中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司. 雅中—江西±800 kV 特高压直流输电工程可行性研究报告[R]. 成都: 中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司, 2018.
- [7] 杨卫东, 薛禹胜, 荆勇, 等. 南方电网中直流输电系统对交流系统的紧急功率支援[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(17): 68-72.
YANG Weidong, XUE Yusheng, JING Yong, et al. Emergency DC power support to AC power system in the south China power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(17): 68-72.
- [8] 陈汉雄, 胡劲松. 金沙江一期送端特高压直流输电系统协调控制研究[J]. 电网技术, 2008, 32(8): 10-13.
CHEN Hanxiong, HU Jinsong. The study on UHVDC system coordinated control of the Jinsha River Project phase I delivery end[J]. Power System Technology, 2008, 32(8): 10-13.
- [9] 陈汉雄, 莫骏. 双侧频率调制改善特高压直流输电系统暂态稳定性研究[J]. 中国电力, 2009, 42(2): 34-38.
CHEN Hanxiong, MO Jun. Study of DC bilateral frequency power modulation to improve UHVDC transient stability[J]. Electric Power, 2009, 42(2): 34-38.
- [10] 王建明, 孙华东, 张健, 等. 锦屏—苏南特高压投运后电网的稳定特性及协调控制策略[J]. 电网技术, 2012, 36(12): 66-70.
WANG Jianming, SUN Huadong, ZHANG Jian, et al. Stability characteristics and coordinated control strategy of interconnected grid integrated with UHVDC transmission line from Jinping to Sunan[J]. Power System Technology, 2012, 36(12): 66-70.
- [11] 郭小江, 马世英, 申洪, 等. 大规模风电直流外送方案与系统稳定控制策略[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(15): 107-115.
GUO Xiaojiang, MA Shiying, SHEN Hong, et al. HVDC grid connection schemes and system stability control strategies for large-scale wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(15): 107-115.
- [12] YANG H, ZHANG W, CHEN J, et al. Optimal

- coordinated voltage control of AC/DC power systems for voltage stability enhancement[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019, 108: 252-262.
- [13] ZHU Z G, YAN J, LU C, et al. Two-stage coordinated control strategy of AC/DC hybrid power system based on steady-state security region[J]. IEEE Access, 2020, 8: 139221-139243.
- [14] 李明节. 大规模特高压交直流混联电网特性分析与运行控制[J]. 电网技术, 2016, 40(4): 985-991.
LI Mingjie. Characteristic analysis and operational control large-scale hybrid UHV AC/DC power grids[J]. Power System Technology, 2016, 40(4): 985-991.
- [15] 李勇. 强直弱交区域互联大电网运行控制技术与分析[J]. 电网技术, 2016, 40(12): 3756-3760.
LI Yong. Technology and practice of the operation control of large power grid connected with weak AC area[J]. Power System Technology, 2016, 40(12): 3756-3760.
- [16] 吴萍, 徐式蕴, 赵兵, 等. 面向风火打捆的特高压直流输电工程送端强直弱交耦合特性研究[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(1): 60-66.
WU Ping, XU Shiyun, ZHAO Bing, et al. Research of weak sending-end coupling characteristics for bundled wind-thermal power transmission of UHVDC project[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(1): 60-66.
- [17] 陈汉雄. 直流功率转移对川渝弱交流电网安全稳定影响分析研究[J]. 电网技术, 2018, 42(12): 4145-4152.
CHEN Hanxiong. Analysis and study on DC power transfer and impact on Sichuan-Chongqing grid weak AC system security and stability[J]. Power System Technology, 2018, 42(12): 4145-4152.
- [18] 董希建, 罗剑波, 李雪明, 等. 交直流混联受端电网频率紧急协调控制技术及应用[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(18): 59-66.
DONG Xijian, LUO Jianbo, LI Xueming, et al. Research and application of frequency emergency coordination and control technology in hybrid AC/DC power grids[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(18): 59-66.
- [19] 张正卫, 陈得治, 卜广全, 等. 多直流馈入的特高压环网安全稳定控制措施研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(19): 46-53.
ZHANG Zhengwei, CHEN Dezhi, BU Guangquan, et al. Research on safety and stability control measures of UHV loop network with multiple DC feeding[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(19): 46-53.
- [20] 舒展, 张伟晨, 王光, 等. 特高压直流接入江西电网后的故障影响分析及其应对措施[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(20): 163-170.
SHU Zhan, ZHANG Weichen, WANG Guang, et al. Fault analysis and its countermeasures of Jiangxi Provincial Grid after UHVDC line connection[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(20): 163-170.
- [21] 何剑, 孙华东, 郭剑波, 等. 直流功率调制抑制交流联络线随机功率波动的研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(25): 93-98.
HE Jian, SUN Huadong, GUO Jianbo, et al. Suppressing AC tie-line stochastic power fluctuation by HVDC power modulation control[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(25): 93-98.
- [22] 鲍颜红, 王永昆, 方勇杰, 等. 基于广域测量信息和直流功率支援的低频振荡抑制方法[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(21): 118-122.
BAO Yanhong, WANG Yongkun, FANG Yongjie, et al. Definition DC power support for damping low frequency oscillations based on WAMS[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(21): 118-122.
- [23] 徐泰山, 丁茂生, 彭慧敏, 等. 交直流电力系统暂态安全稳定在线紧急控制策略并行算法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(10): 174-180.
XU Taishan, DING Maosheng, PENG Huimin, et al. A parallel algorithm for determining an online emergency control strategy of transient security and stability for AC-DC power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(10): 174-180.
- [24] 张红丽, 刘福锁, 李威, 等. 多种稳定问题矩阵式量化指标及交直流协调控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(23): 65-73.
ZHANG Hongli, LIU Fusuo, LI Wei, et al. Matrix quantitative index of multiple stability problems and AC/DC coordinated control strategy[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(23): 65-73.
- [25] 李超, 颜云松, 熊俊, 等. 西南电网交直流协调控制系统设计与应用[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(8): 205-206.
LI Chao, YAN Yunsong, XIONG Jun, et al. Design and application of AC/DC coordinated control system in southwest power grid of China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(8): 205-206.

收稿日期: 2020-08-04; 修回日期: 2020-10-16

作者简介:

陈汉雄(1971—), 男, 通信作者, 硕士, 教授级高级工程师, 研究方向为电力系统规划设计及直流输电系统控制; E-mail: hanson2000697@163.com

李 婷(1979—), 女, 本科, 高级工程师, 研究方向为电力系统规划与运行; E-mail: 7794339@qq.com

李 奥(1992—), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统规划与运行。E-mail: 435164711@qq.com

(编辑 魏小丽)